DOI： 文章编号： 中图分类号： 文献标识码：

提高新能源场站稳定性的构网型与跟网型变流器容量配比估算

辛焕海[1*]，王宇轩[1]，刘晨曦[1]，鞠平[1]，马骏超[2]，但扬清[2]，黄林彬[3]

(1. 浙江大学电气工程学院，浙江省 杭州市 310027；2. 国网浙江省电力有限公司，浙江省 杭州市 310007；3. 苏黎世联邦理工学院信息技术与电气工程系，瑞士)

Estimation of capacity ratios between grid-forming and grid-following converters for improving the stability of renewable energy stations

XIN Huanhai[1*], WANG Yuxuan[1], LIU Chenxi[1], JU Ping[1], MA Junchao[2], DAN Yangqing[2], HUANG Linbin[3]

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China; 2. State Grid Zhejiang Electric Power Company Limited, Hangzhou 310007, Zhejiang Province, China; 3. Department of Information Technology and Electrical Engineering, ETH Zurich, Switzerland.)

ABSTRACT: The large-scale integration of renewable energy into the power grid leads to the decrease of short circuit ratio (SCR) and system voltage support strength, which results in stability issues such as static voltage stability problems and sub/super synchronous oscillation. Grid-forming (GFM) converters have effective voltage support capacity and equipping renewable energy stations with a certain proportion of GFM converters can improve the stability of the system. However, the analytical relationship between the capacity of GFM converters and the stability margin is unclear, which is difficult to estimate the required proportions of GFM converters theoretically. Therefore, from the perspective of small signal stability, this paper discusses the estimation method and typical values of the capacity ratios between GFM converters and grid-following (GFL) converters. Firstly, based on the voltage-source equivalent analysis of GFM converters, the influence of the capacity ratios on the system strength and stability margin is analyzed through the generalized short circuit ratio (gSCR) index. Secondly, considering changing some of the wind turbines into GFM control and installing new GFM converters, the typical values of the capacity ratios in practical engineering are discussed based on typical parameters of step-up transformers and using relevant industry standards as boundary conditions. The validity of the conclusion is verified by simulation results of the multi-wind-farm system.

KEY WORDS: Grid-forming converter, capacity ratio, generalized short circuit ratio, system strength

摘要：大规模新能源接入使得电网短路比降低，系统电压支撑强度下降，导致静态电压稳定和次/超同步振荡等稳定问题凸显。构网型变流器具有较强的电压支撑能力，在新能源场站配置一定比例的构网型变流器可以提升系统的稳定性，但构网型变流器容量与稳定裕度的解析关系不明，估算构网型变流器占比的理论值十分困难。为此，本文从小干扰稳定视角探讨构网型与跟网型变流器容量配比的估算方法及其典型值。首先，对构网型变流器进行电压源等值，并通过广义短路比指标分析了容量配比对系统强度以及稳定裕度的影响规律；其次，针对改造构网型风电机组和额外加装构网型变流器这两种技术方案，以行业相关标准为边界条件，结合典型升压变压器参数估算了实际工程中容量配比的典型值；最后，利用多风电场系统案例验证了结论的有效性。

关键词：构网型变流器；容量配比；广义短路比；系统强度

0 引言

在新能源场站中，变流器多采用基于锁相环（phase-locked loop, PLL）的跟网型（grid-following, GFL）控制[1]-[4]，即新能源通过跟网型变流器接入电网。随着新能源场站规模增大，电网短路比（short circuit ratio, SCR）降低，系统电压支撑强度（为便于描述，后文简称“系统强度”）下降，易出现锁相环主导的小干扰稳定问题[5]-[9]（低短路比场景下该稳定问题的风险较大[10]，故本文聚焦该问题）。因此，如何提升系统强度，保障新能源场站安全稳定运行至关重要。

前期研究表明，新能源场站中配置一定的构网型（grid-forming, GFM）变流器可提升系统强度[11]，

国家电网有限公司科技项目(5108-202218280A-2-435-XG)

其中系统强度表征了电网各母线电压在装备出力波动和网络结构参数变化等扰动作用下抵抗偏离运行点以及抵抗失稳的能力，常用电网短路比及其临界短路比（critical SCR，CSCR）共同描述。构网型变流器可提升系统强度的原因在于通过模拟具有较大惯量的同步发电机[12]-[15]，在交流电网发生波动时表现为电压相位和电压幅值都基本恒定的电压源特性，从而实现对电网的电压支撑（构网型变流器本身存在低频振荡模态，然而通过控制设计可以提高其阻尼[16]，进而较好地解决低频振荡问题）。因此，构网型变流器技术近年来受到了业界的广泛关注。例如，近年来出现了构网型储能、构网型 SVG 和构网型风电等概念。

在此背景下，国内外众多学者研究了如何利用构网型变流器提升场站和系统的动态特性。文献[17]分析了如何优化构网型变流器的落点以及容量分配，以确保在满足系统强度约束下所需配置的构网型设备容量最小。文献[18]基于爱尔兰电力系统，分析了 100%电力电子系统需要约 30%的构网型变流器以保证系统稳定需求。然而，目前已有研究结论大都是在特殊场景下得到的结果，不具有普适性，很难给出具有工程指导意义的配置结论。

因此，如何配置构网型变流器以保证场站和系统具有较好的特性，目前很难从理论上获得普适性较高的答案，主要原因在于：1）配置所需满足的目标难以量化；2）多场站系统中，场站之间强耦合，如何分解这些目标存在理论上的障碍。

为解决上述问题，本文以多风电场为例，考虑在新能源基地中各新能源场站均配备一定容量的构网型变流器，研究其容量占比（后文称“容量配比”）的估算方法，以及在行业相关标准的前提下探讨容量配比的典型值。首先，分析了构网型变流器的电压源特性及其等值内电抗电路模型；其次，利用描述系统强度的广义短路比（Generalized SCR，gSCR）指标，推导了容量配比和系统强度的解析关系，并给出了容量配比的估算方法；进一步，分别针对将风电机组改造为构网型控制和额外加装构网型变流器（如构网型储能和构网型 SVG 等）两种配置方案，以跟网型变流器临界短路比典型值以及电网广义短路比为边界条件，讨论了实际工程中容量配比的典型值，使得风电场按照典型容量配比配置构网型变流器后，本文所关注的系统稳定性具有较好的保障；最后，仿真验证了结论的有效性。

1 问题描述

考虑图 1 中的多风电场接入系统，包含 n 个风电场，m 个交流电网无源节点和 k 个无穷大母线(代表部分同步发电机或者外部等值电网)。其中，每个风电场等效为一个跟网型变流器通过升压变压器接入汇流母线。

为了保证风电场额定功率下能够运行，静态电压稳定是必要条件之一[19]，否则规划的电网网架难以满足最基本的需求。因此，本文研究的前提是系统强度保证系统存在合理范围内的潮流解。然而，即使满足该前提，当电网短路比过低时跟网型变流器在控制的作用下仍可能发生次/超同步振荡等小干扰稳定问题。为此，考虑在各风电场均配备一定容量的构网型变流器（通过升压变压器接入汇流母线）以提供电压支撑能力，进而提升系统强度和确保足够的小干扰稳定裕度。计入构网型变流器后，多风电场站系统如图 1 所示。

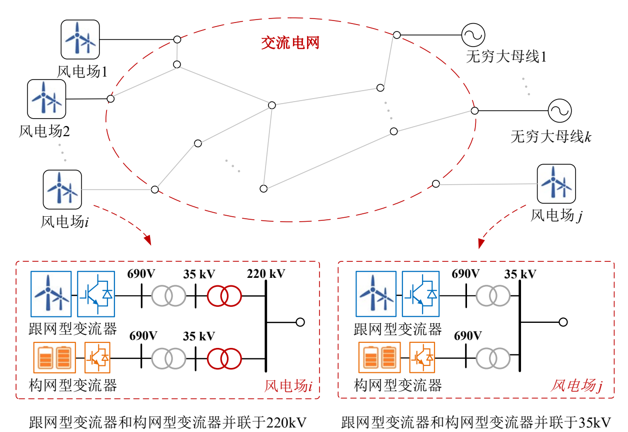


图 1 多风电场馈入系统

Fig.1 A power grid integrated with multiple wind farms

对于单风机馈入系统，恒功率控制模式的机组在额定运行点处 SCR≥1.0 为静态电压稳定判据[20]，保证了潮流解尚未达到 PV 曲线的鼻点。此外，根据目前变流器控制水平统计结果，单台风电机组的临界短路比可低至 1.5 左右[21]，即 CSCR≤1.5。因此，如果 SCR≥1.5，那么该单馈入系统在锁相环带宽以下的小干扰稳定性能满足要求，以及该视角下的系统强度满足要求；如果 SCR≥2.0，还具有较好的裕度。

上述判据是针对单馈入系统的结论，即当描述电网特性的短路比数值大于设备所需要的最小短路比时，系统可以较好地运行。针对多机/场站馈入系统，如果将关于短路比的判据替换为广义短路比，上述关于电网强度和设备耐受能力的结论仍然严

格成立，即：1）如果恒功率模式的风电场系统在额定运行点，gSCR≥1.0 对应系统静态电压稳定判据，其潮流解尚未达到 PV 曲线的鼻点；2）多机/场站系统运行在额定点附近时，gSCR≥1.5≥CSCR 时系统可满足小干扰稳定要求以及该视角下的系统强度要求，gSCR≥2.0 时系统具有较好的裕度。上述从单场站馈入系统的结论可直接推广到多场站馈入系统，其理论基础在于多场站馈入系统的广义短路比临界值刚好等于设备或单场站馈入系统的临界短路比，其中广义短路比表征了电网特性而临界短路比表征了设备或者场站的固有特性。广义短路比的物理意义以及与其他短路比的区别可参考文献[22]，限于篇幅，本文直接引用该结论。

在此背景下，本文要解决的问题为：在多风电场系统存在合理的潮流解、且风电机组的临界短路比也合理的前提下，配置多少构网型变流器能保证这样一个多馈入系统具有合理的小干扰稳定裕度，容量配比典型值是多少。换句话说，在如下两个边界条件下（边界条件可以变化，后续估算方法仍然适用），场站内构网型变流器容量配比的典型值为多少，可以将广义短路比提升至合理水平：

假设 1：在额定运行点处电网的广义短路比满足 gSCR≥1.0（如该条件不满足，则网架不合理，此时增加构网装备也难以解决问题）；

假设 2：额定点运行的风电机组临界短路比满足 CSCR≤1.5（如该条件不满足，则认为机组不满足并网规定）。

上述问题分解为两个子问题：1）构网型和跟网型变流器的容量配比与广义短路比的解析关系是什么？2）为保证广义短路比达到目标值，不同配置方案下容量配比的典型值为多少？

2 容量配比估算原理和方法

2.1 构网型变流器等效电路模型

不失一般性，考虑构网型变流器采用模拟转子运动方程和电压源外特性的虚拟同步机（virtual synchronous machine, VSM）控制技术，其控制框图如附录图 A1 所示，控制环节包括电压控制、电流控制和同步环节等。

利用频域方法分析构网型变流器的电压源特性。首先在平衡点处线性化，构网型变流器的阻抗模型表示为[11]：

$$\begin{bmatrix}\Delta V_x\\ \Delta V_y\end{bmatrix}=-\underbrace{\begin{bmatrix}Z_0(s) & 0\\ Z_{\text{swing}}(s) & Z_0(s)\end{bmatrix}}_{\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)}\begin{bmatrix}\Delta I_x\\ \Delta I_y\end{bmatrix} \tag{1}$$

式中：

$$Z_0(s)=\frac{1-k_{\text{F}}G_{\text{I}}(s)}{Y_{\text{VF}}(s)+G_{\text{I}}(s)\text{PI}_{\text{VC}}(s)+sC_{\text{F}}}$$

$$Z_{\text{swing}}(s)=\frac{V_{\text{d0}}^2-Z_0^2(s)I_{\text{Cd0}}^2}{Js^2+Ds}$$

$$G_{\text{I}}(s)=\frac{\text{PI}_{\text{CC}}(s)}{sL_{\text{F}}+\text{PI}_{\text{CC}}(s)},Y_{\text{VF}}(s)=\frac{1-f_{\text{VF}}(s)}{sL_{\text{F}}+\text{PI}_{\text{CC}}(s)}$$

其中，$\text{PI}_{\text{CC}}(s)=K_{\text{pi}}+K_{\text{ii}}/s$，$K_{\text{pi}}$、$K_{\text{ii}}$ 为电流内环传递函数的比例、积分常数；$\text{PI}_{\text{VC}}(s)=K_{\text{pv}}+K_{\text{iv}}/s$，$K_{\text{pv}}$、$K_{\text{iv}}$ 为电压外环传递函数的比例、积分常数；$f_{\text{VF}}(s)=1/(T_{\text{VF}}s+1)$，$T_{\text{VF}}$ 为电压前馈滤波时间常数；k_{F} 为电流前馈系数，J、D 分别为惯量和阻尼系数，L_{F}、C_{F} 分别为滤波电感和滤波电容，I_{Cd0}、V_{d0} 分别为 d 轴电流和电压的稳态值；$I_{xy}=[I_x,I_y]^{\text{T}}$ 和 $V_{xy}=[V_x,V_y]^{\text{T}}$ 分别为变流器输出电流和端电压的 x-y 轴分量；Δ 表示变量的微增量，s 表示拉普拉斯算子。

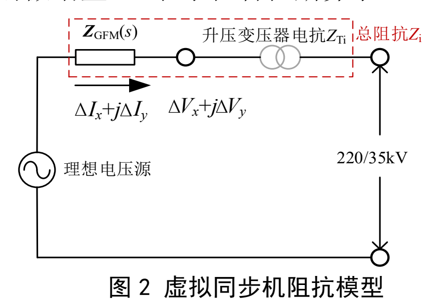


图 2 虚拟同步机阻抗模型

Fig.2 The Impedance Model of VSM

由式(1)可知，构网型变流器可等效为一个电压源串联动态阻抗 $\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$，如图 2 所示。其中，$\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$ 的对角元素 $Z_0(s)$ 描述了电压控制的等效阻抗，电压控制效果越好，$Z_0(s)$ 越小；$\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}(s)$ 的非对角元素 $Z_{\text{swing}}(s)$ 主要受摇摆方程的惯量和阻尼系数影响，通过控制设计可以保证惯量和阻尼系数较大，$Z_{\text{swing}}(s)$ 相较于变压器阻抗可近似忽略，如附录图 A2 所示。可以发现，对于构网型变流器端口任意方向的电流扰动，$[\Delta V_x,\Delta V_y]^{\text{T}}$ 都较小，接近电压源。

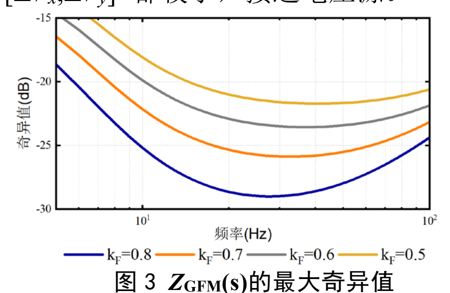


图 3 $\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}$(s)的最大奇异值

Fig.3 The largest Singular Values of $\boldsymbol{Z}_{\text{GFM}}$(s)

在实际应用中，电压控制带宽受到限制，$\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(s)\neq\mathbf{0}$，此时利用 $\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(s)$在预想频段中的最大奇异值表征构网型变流器端电压与理想电压源的差距。其表达式为：

$$\forall\omega\in[\omega_1,\omega_2]:$$

$$\bar{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))=\max_{\|\Delta\boldsymbol{I}_{xy}(j\omega)\|_2=1}\frac{\left\|\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega)\Delta\boldsymbol{I}_{xy}(j\omega)\right\|_2}{\left\|\Delta\boldsymbol{I}_{xy}(j\omega)\right\|_2} \quad (2)$$

其中，$\|\cdot\|_2$ 表示 l^2 范数，$[\omega_1,\omega_2]$为关注的频率范围。

由式(2)可知，$\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(s)$的最大奇异值 $\bar{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))$ 的物理意义是施加单位电流扰动时端口电压变化量的最大值，因此可用于量化构网型变流器的电压源特性，若 $\bar{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))$ 较大，那么在某一电流扰动方向上电压变化量较大，则在该方向上构网型变流器的电压源特性较差。图 3 给出了不同控制参数下 $\bar{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))$ 在 5Hz-100Hz 的波形。可以看出，在 5-100Hz 频段，构网型变流器的 $\bar{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega))$ 的值较小。因此，构网型变流器及其串联变压器的等效阻抗特性由变压器电感特性主导，故本文利用 $Z_{\mathrm{eq}}(s)=sL_{\mathrm{eq}}+j\omega_0L_{\mathrm{eq}}$ 逼近 $\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(s)$，且等值电感 L_{eq} 的大小满足：$|Z_{\mathrm{eq}}(j\omega_{\mathrm{c}})|=\bar{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{\mathrm{GFM}}(j\omega_{\mathrm{c}}))$，其中 ω_{c} 为系统主导模态附近的振荡频率。例如在典型锁相环主导振荡频率 10Hz 处，$\bar{\sigma}(\boldsymbol{Z}_{GFM}(j\omega))$ 分别为-18.1dB、-19.9dB、-22.2dB 和 -25.2dB(分别对应电流前馈系数 k_{F}=0.5~0.8)，则 L_{eq}=0.10、0.08、0.06 和 0.05pu。同时注意到，随着 k_{F} 降低，即电压控制的带宽降低，L_{eq} 略微上升。

综上所述，构网型变流器通过变压器接入电网的模型为电压源串联等效电抗 Z_{i} 的支路，其中 Z_{i} 包括构网型变流器的等值内电抗 $Z_{\mathrm{eq}}=\omega_0L_{\mathrm{eq}}$ 和升压变压器的等值电抗 Z_{Ti}。值得注意的是，以上电抗计算均为标幺值，其容量基值为变流器的额定容量。

2.2 广义短路比与小干扰稳定性

继续考虑图 1 的多馈入系统。在场站 1~p 接入的 220kV 母线加装构网型变流器，每个场站内跟网型变流器和构网型变流器由 690V/35kV/220kV 升压变压器并联于 220kV 汇流母线。考虑在场站 p+1~q 内部的 35kV 母线加装构网型变流器，并将场站 q+1~n 的每个场站中的部分风电机组改造为构网型控制[23]，两种情况下每个场站内跟网型变流器和构网型变流器均通过 690V/35kV 升压变压器并联于 35kV 汇流母线，区别在于改造构网型风机会占用一部分风电机组容量。记 n 台跟网型变流器端口(690V)为节点 1~n，相应的 220kV 汇流母线为节点 n+1~n+p，35kV 汇流母线为节点 n+p+1~2n。

记风电场 i 中构网型变流器占风电场容量的比例为 γ_i，如下式所示：

$$\gamma_{\mathrm{i}}=\frac{\mathrm{S}_{\mathrm{Mi}}}{\mathrm{S}_{\mathrm{Bi}}} \quad (3)$$

其中，S_{Bi} 为风电场 i 的风电机组总额定容量，S_{Mi} 为构网型变流器的总额定容量。

将构网型变流器支路等效为电网一部分，其等效导纳为：$\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_{\mathrm{B}}\cdot\mathrm{diag}[\gamma_i/Z_i]$，其中 $\boldsymbol{S}_{\mathrm{B}}=\mathrm{diag}[S_{\mathrm{Bi}}]$，diag[·]表示对角矩阵，线性化后的交流网络动态特性可表示为[24]：

$$\Delta\boldsymbol{I}_{xy}=\underbrace{\begin{bmatrix}\boldsymbol{B}_1 & \boldsymbol{B}_2\\ \boldsymbol{B}_2 & \boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B}\end{bmatrix}}_{\boldsymbol{B}_{\mathrm{all}}}\otimes\begin{bmatrix}\alpha(s) & \beta(s)\\ -\beta(s) & \alpha(s)\end{bmatrix}\Delta\boldsymbol{V}_{xy} \quad (4)$$

式中：

$$\alpha(s)=\frac{s\omega_0}{s^2+\omega_0^2},\beta(s)=\frac{\omega_0^2}{s^2+\omega_0^2}$$

其中，$\boldsymbol{I}_{xy}=[I_{x1},I_{y1},\ldots I_{x(2n)},I_{y(2n)}]^{\mathrm{T}}$，$\boldsymbol{V}_{xy}=[V_{x1},V_{y1},\ldots V_{x(2n)},V_{y(2n)}]^{\mathrm{T}}$，$I_{xi}$，$I_{yi}$ 分别为注入节点 i 的电流 x 轴和 y 轴分量，V_{xi}，V_{yi} 分别为节点 i 的电压 x 轴和 y 轴分量；$\otimes$ 代表克罗内克积。

为便于揭示广义短路比与小干扰稳定性之间的解析关系，假设系统中跟网型变流器具有相似的动态特性（在自身容量基准下的阻抗矩阵外特性相同），则系统中设备侧动态模型为：

$$\Delta\boldsymbol{I}_{\mathrm{xy}}=\underbrace{\begin{bmatrix}\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}\otimes\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(s) & \mathbf{0}\\ \mathbf{0} & \mathbf{0}\end{bmatrix}}_{\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PED}}(s)}\Delta\boldsymbol{V}_{\mathrm{xy}} \quad (5)$$

其中，$\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}=\mathrm{diag}[S_{\mathrm{Li}}]$，$S_{\mathrm{Li}}$ 为跟网型变流器的总额定容量，当加装构网型变流器时，$S_{\mathrm{Li}}=S_{\mathrm{Bi}}$；当改造为构网型风机时，$S_{\mathrm{Li}}=(1-\gamma_i)S_{\mathrm{Bi}}$；$\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(s)$为跟网型变流器的导纳矩阵，具体表达式详见文献[25]。

基于多变量频率域控制理论并结合式(4)和式(5)，系统的闭环特征方程为：

$$\det\left(\begin{bmatrix}\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}\otimes\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(\boldsymbol{s}) & \mathbf{0}\\ \mathbf{0} & \mathbf{0}\end{bmatrix}+\boldsymbol{B}_{\mathbf{all}}\otimes\begin{bmatrix}\alpha(\mathrm{s}) & \beta(\mathrm{s})\\ -\beta(\mathrm{s}) & \alpha(\mathrm{s})\end{bmatrix}\right)=0 \quad (6)$$

根据附录 B 分析，式(6)可解耦为：

$$\prod_{i=1}^{n}\det\left(\boldsymbol{Y}_{\mathrm{PLL}}(s)+\lambda_i\begin{bmatrix}\alpha(s) & \beta(s)\\ -\beta(s) & \alpha(s)\end{bmatrix}\right)=0 \quad (7)$$

其中，λ_i 为矩阵 $\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}[\boldsymbol{B}_1-\boldsymbol{B}_2(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1}\boldsymbol{B}_2]$的特征值。

根据矩阵 Schur 补性质推导，λ_i 也是矩阵 $[\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_1,\boldsymbol{S}_{\mathrm{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_2;\boldsymbol{B}_2,\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B}]$ 关于矩阵 $[\boldsymbol{I}_{\mathbf{n}},\mathbf{0};\mathbf{0},\mathbf{0}]$ 的广

义特征值，即满足：

$$\det\begin{bmatrix}\lambda_i \boldsymbol{I}_{\rm n}-\boldsymbol{S}_{\rm L}^{-1}\boldsymbol{B}_1 & -\boldsymbol{S}_{\rm L}^{-1}\boldsymbol{B}_2\\ -\boldsymbol{B}_2 & -\boldsymbol{B}_4-\Delta\boldsymbol{B}\end{bmatrix}=0 \tag{8}$$

由式(7)可知，多馈入系统的闭环特征方程能够解耦为 n 个等效单馈入系统的特征方程之积，其中多馈入系统的小干扰稳定性取决于最小特征根 λ_1，即广义短路比[26]，所对应的最弱单馈入子系统。进一步，文献[26]指出，当且仅当广义短路比大于临界广义短路比时系统稳定，其中，临界广义短路比为设备临界短路比，取决于跟网型变流器特性；构网型变流器的接入可认为是仅改变网络结构，不影响设备动态特性。因此，临界广义短路比保持不变，可利用广义短路比反映系统的小干扰稳定裕度。

2.3 容量配比和广义短路比的关系

为推导出广义短路比与容量配比的关系，进一步观察图 1 中的网络阻抗特性：跟网型变流器端口节点 i 通过升压变压器接入汇流母线 $i+n$，其等效电抗为 $Z_{\rm T\it i}$，故 $\boldsymbol{B}_1=\boldsymbol{S}_{\rm L}{\rm diag}[1/Z_{\rm T\it i}]=-\boldsymbol{B}_2$；$\boldsymbol{B}_4$ 由两部分组成：汇流母线到机组端口的导纳 $\boldsymbol{B}_1$ 以及汇流母线到交流网络的导纳 $\boldsymbol{B}_4'$。再记广义短路比为 λ，则根据式(8)可得 λ 满足：

$$\det\begin{bmatrix}\lambda \boldsymbol{I}_{\rm n}-\boldsymbol{S}_{\rm L}^{-1}\boldsymbol{B}_1 & -\boldsymbol{S}_{\rm L}^{-1}\boldsymbol{B}_2\\ -\boldsymbol{B}_2 & -\boldsymbol{B}_1-\boldsymbol{B}_4'-\Delta\boldsymbol{B}\end{bmatrix}=0 \tag{9}$$

低短路比电网满足 $\lambda < 1/Z_{\rm T\it i}$，故上式中 $\lambda\boldsymbol{I}_{\rm n}-\boldsymbol{S}_{\rm L}^{-1}\boldsymbol{B}_1=\lambda\boldsymbol{I}_{\rm n}-{\rm diag}\left(1/Z_{{\rm T}i}\right)\neq\boldsymbol{0}$，因此，根据矩阵 Schur 补性质可将式(9)等价变为：

$$\det[\boldsymbol{B}_4'+\Delta\boldsymbol{B}+\boldsymbol{M}]=0 \tag{10}$$

其中，$\boldsymbol{M}=\boldsymbol{B}_1+\boldsymbol{B}_2(\lambda\boldsymbol{I}_{\rm n}-\boldsymbol{S}_{\rm L}^{-1}\boldsymbol{B}_1)^{-1}\boldsymbol{S}_{\rm L}^{-1}\boldsymbol{B}_2$。

代入 $\boldsymbol{B}_1=\boldsymbol{S}_{\rm L}{\rm diag}[1/Z_{\rm T\it i}]=-\boldsymbol{B}_2$，矩阵 $\boldsymbol{M}$ 转换为：

$$\begin{aligned}\boldsymbol{M}&=\boldsymbol{B}_1+\boldsymbol{S}_{\rm L}{\rm diag}\left(\frac{1}{Z_{{\rm T}i}}\right)^2\left[\lambda\boldsymbol{I}_{\rm n}-{\rm diag}\left(\frac{1}{Z_{{\rm T}i}}\right)\right]^{-1}\\&=\boldsymbol{S}_{\rm L}{\rm diag}\left[\frac{1}{Z_{{\rm T}i}}+\frac{1}{Z_{{\rm T}i}^2\lambda-Z_{{\rm T}i}}\right]\end{aligned} \tag{11}$$

记 $f_i(\lambda)=1/(Z_{{\rm T}i}^2\lambda-Z_{{\rm T}i})$，则 $\boldsymbol{M}=\boldsymbol{S}_{\rm L}{\rm diag}[1/Z_{\rm T\it i}+f_i(\lambda)]$，进一步，将式(10)中的矩阵左乘 $\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}$ 后等价转换为：

$$\det[\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\Delta\boldsymbol{B}+\boldsymbol{K}(\lambda)]=0 \tag{12}$$

式中：

$$\boldsymbol{K}(\lambda)=\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\boldsymbol{S}_{\rm L}{\rm diag}\left[1/Z_{{\rm T}i}+f_i(\lambda)\right] \tag{13}$$

其中，$\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\boldsymbol{S}_{\rm L}$ 为对角矩阵，其前 q 个对角元为 1，其余对角元为 $1-\gamma_i(\lambda)$。

式(12)反映了构网型变流器支路的等效导纳（$\Delta\boldsymbol{B}$）对广义短路比（λ）的影响。当 $\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{0}$ 时，即不加装或改造构网型变流器时的原始广义短路比 $\lambda=\lambda_0$，此时式(12)退化为：

$$\det[\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{K}(\lambda_0)]=0 \tag{14}$$

进一步，令 $\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_{\rm B}[\boldsymbol{K}(\lambda_0)-\boldsymbol{K}(\lambda)]$，则：

$$\begin{aligned}&\det[\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\Delta\boldsymbol{B}+\boldsymbol{K}(\lambda)]\\&=\det[\boldsymbol{S}_{\rm B}^{-1}\boldsymbol{B}_4'+\boldsymbol{K}(\lambda_0)]=0\end{aligned} \tag{15}$$

式(15)说明，要将广义短路比从 λ_0 提升到 λ，$\Delta\boldsymbol{B}$ 满足如下方程即可：

$$\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_{\rm B}[\boldsymbol{K}(\lambda_0)-\boldsymbol{K}(\lambda)] \tag{16}$$

注意到式(16)中的矩阵均为对角矩阵，将 $\Delta\boldsymbol{B}=\boldsymbol{S}_{\rm B}\cdot{\rm diag}[\gamma_i/Z_i]$ 代入式(16)并分别求解每个对角元的方程，可得到各场站容量配比（γ_i）与广义短路比的关系。对于 $1\le i\le q$（采用加装构网型变流器方案），$\gamma_i/Z_i=[f_i(\lambda_0)+1/Z_{\rm T\it i}]-[f_i(\lambda)+1/Z_{\rm T\it i}]$，整理得到为使广义短路比从 λ_0 提升至目标值 λ，采用加装构网型变流器方案所需的容量配比为：

$$\gamma_1=[f_i(\lambda_0)-f_i(\lambda)]Z_i \tag{17}$$

类似地，对于 $q+1\le i\le n$（采用改造构网型风机方案），$\gamma_i/Z_i=[f_i(\lambda_0)+1/Z_{\rm T\it i}]-(1-\gamma_i)[f_i(\lambda)+1/Z_{\rm T\it i}]$，整理得到为使广义短路比从 λ_0 提升至目标值 λ，采用改造构网型风机方案所需的容量配比为：

$$\gamma_2=\frac{f_i(\lambda_0)-f_i(\lambda)}{1/Z_i-1/Z_{{\rm T}i}-f_i(\lambda)} \tag{18}$$

2.4 容量配比估算流程

基于式(17)和(18)在系统中所有风电场内配置构网型变流器，可以将广义短路比从初始值 λ_0 提升至目标值 λ，而构网型变流器的接入不改变设备临界短路比，因而系统强度得到了提升。每个风电场可以根据自身实际情况灵活选择将风机改造为构网型控制、在不同电压等级母线上额外加装构网型变流器方案，具体步骤包括：

步骤 1：根据网络和设备容量参数计算广义短路比初始值 λ_0，根据系统需求确定目标值 λ；

步骤 2：确定风电场 i 的构网型变流器配置方案和变压器等值电抗 $Z_{\rm T\it i}$；

步骤 3：通过解析法或阻抗测量得到构网型变流器阻抗外特性，计算其等值内电抗 $Z_{\rm eq}$；

步骤 4：根据式(17)和(18)计算容量配比。

3 典型场景下容量配比估算结果

3.1 边界条件

在最开始提到的两个假设条件的前提下考虑配比典型值，即：1）受到静态电压稳定约束，电网的初始广义短路比≥1.0；2）受到机组并网要求和制造水平约束，机组的临界短路比≤1.5。在此基础上，求解将广义短路比从 1.0 提升到 1.5 所需改造或加装的容量配比，并将其作为典型值。依据典型值配置构网型变流器后，可以保证系统在初始广义短路比为 1.0 这种最恶劣条件下仍然能够保持小干扰稳定（gSCR>1.5≥CSCR），降低了跟网型新能源设备对接入电网的电压支撑强度需求。值得一提的是，存在不同厂家生产的风机及其控制系统（即风电机组的阻抗矩阵外特性不同）时，临界广义短路比取决于各场站风电机组动态特性的加权平均，介于风电机组的临界短路比最小值和最大值之间，因此临界广义短路比≤1.5 仍然成立，即上述边界条件仍然成立，详细讨论可参考文献[10], [22], [27]。

进一步可求解将广义短路比从 1.0 提升到 2.0 所需改造或加装的构网型设备容量配比典型值，保证系统还具有较大的稳定裕度。

3.2 改造构网型风电机组的比例

以典型场站升压结构和参数为例，求解改造构网型风机配置方案的容量配比典型值。

构网型风机和跟网型风机均通过 690V/35kV 升压变压器并联于 35kV 汇流母线，不失一般性地，变压器等效电抗取典型值 8%，即 Z_{Ti}=0.08pu；构网型变流器采用典型参数，折算成等效电抗约为 Z_{eq}=0.05~0.10pu。因此，构网型变流器加串联变压器的等效电抗为 Z_i=0.13~0.18pu。

根据式(18)，求解得到将广义短路比从 1.0 提升至 1.5 所需要的配比结果为 6.6%~8.5%。换句话说，配置约 8%的比例，哪怕在最恶劣的初始广义短路比下也能保证实际的广义短路比至少提升至 1.5。类似上述流程，根据式(18)可求解得到配比为 12.9%~16.3%时，可将短路比提升至 2.0 以上，从而确保了系统具有较高的裕度。

3.3 加装构网型变流器的比例

以典型场站升压结构和参数为例，求解额外加装构网型变流器配置方案的容量配比典型值。

在 35kV 母线处加装构网型变流器，构网型和跟网型变流器均通过 690V/35kV 升压变压器并联于 35kV 汇流母线。构网型变流器串联变压器支路的总等效电抗为 Z_i=0.13~0.18pu。类似上述计算流程，可根据式(17)求解得到将广义短路比从 1.0 提升至 1.5 和 2.0 所需配比分别为 8.0%~11.1%和 16.8%~23.3%。

在风电场 220kV 母线处加装构网型变流器，构网型和跟网型变流器均通过 690V/35kV/220kV 两级变压器并联于 220kV 母线。考虑两级变压器等效电抗典型值 8%+12%=20%，即 Z_{Ti}=0.20pu；同样考虑构网型变流器采用典型参数，等效电抗 Z_{eq}=0.05~0.10pu。因此，构网型变流器加串联变压器支路的总等效电抗为 Z_i=0.25~0.30pu。根据式(17)可知，将广义短路比从 1.0 提升至 1.5 和 2.0 所需配比分别为 22.3%~26.8%和 52.1%~62.5%。

可以看出，由于构网型变流器与电网间的电气距离更大，相比于在各场站的 35kV 母线加装构网型变流器，在 220kV 母线集中加装构网型变流器所需的比例要提高很多，因此采用分布式的构网技术路线具有经济性优势。作为一种改进方案，可以采用在 220kV 母线加装高压直挂构网设备（构网型变流器的出口电压为 35kV），只需通过 35kV/220kV 升压变压器接入 220kV 汇流母线。类似上述计算流程，可求解得到将广义短路比从 1.0 提升至 1.5 和 2.0 所需的配比分别为 11.6%~16.1%和 27.1%~37.5%，比例大大减少。

表 1 容量配比典型值

Table 1 The typical values of capacity ratios

gSCR 预期值	风机控制改造	在 35kV 加装	在 220kV 加装	高压直挂设备
1.5	6.6%~8.5%	8.0%~11.1%	22.3%~26.8%	11.6%~16.1%
2.0	12.9%~16.3%	16.8%~23.3%	52.1%~62.5%	27.1%~37.5%

表 1 总结了不同构网型变流器配置方案和控制参数下所需的容量配比典型值。在具体应用时，不同风电场可以根据表 1 灵活选择所需容量配比，从而保证将系统的广义短路比提升到指定值（当广义短路比提升到 1.5，因为假设机组临界短路比≤1.5，故认为稳定风险较小；当广义短路比提升到 2.0，系统还具有较大的稳定裕度）。

4 算例分析

为了验证所提容量配比计算方法及容量配比典型值的有效性，基于 MATLAB /SIMULINK 平台搭建了图 4 所示的两区四机系统电磁暂态仿真模型。其中，风电场考虑是全功率型机组，且采用图 1 中的构网型和跟网型变流器混合结构接入电网，变流

器控制参数、输电线路和风电场额定容量参数分别见附录表 A1-A3。

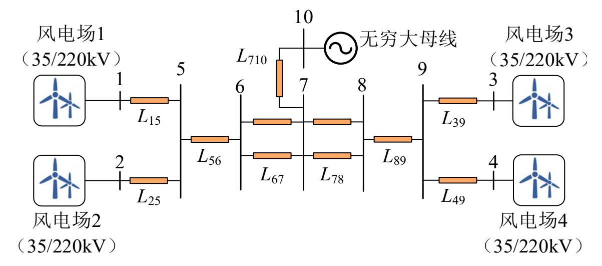


图 4 两区四机系统

Fig.4 A two-area test system

4.1 改造构网型风电机组

首先基于如图 4 所示的两区四机模型验证改造构网型风电机组方案容量配比典型值的有效性。考虑电网的初始广义短路比约为 1.0，并分别将 1.3%和 6.6%的风电机组从跟网型控制改造为构网型控制。经计算，改造后的广义短路比分别提升至 1.1 和 1.5。在 t=0.2s 时，在无穷大母线处（节点 10）施加了 5%端电压跌落并快速清除，跟网型变流器端电压三相波形如图 5 所示。可以看出，改造 6.6%构网型风机时的三相电压波形能够迅速恢复到工频额定运行点，系统稳定裕度较高；而仅改造 1.3%构网型风机时的三相电压幅值持续振荡，系统稳定裕度较低，验证了容量配比典型值的有效性。

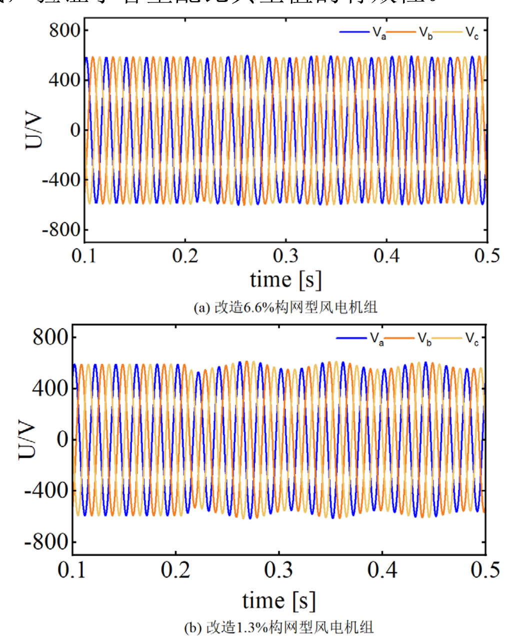


图 5 受扰后跟网型变流器端电压三相波形

Fig.5 three-phase voltage waveforms of the disturbed GFL converter

4.2 加装构网型变流器

接下来验证额外加装构网型变流器方案容量配比典型值的有效性。考虑电网的初始广义短路比约为 1.0，在风电场 1、2 的 220kV 母线加装构网型变流器，在风电场 3、4 的 35kV 母线加装构网型变流器。根据式(17)计算得到三组容量配比，如表 2 所示，可分别将广义短路比提升到 1.1、1.3 和 1.5。

表 2 提升广义短路比到 1.1、1.3 和 1.5 所需的容量配比

Table 1 Capacity ratios to raise gSCR to 1.1, 1.3 and 1.5

场站编号	A 组	B 组	C 组
1、2	4.0%	12.7%	22.3%
3、4	1.6%	4.7%	8.0%

在 t=0.2s 时，在节点 10 上施加了 5%端电压跌落并且快速清除，图 6 (a)分别给出了三组容量配比下跟网型风机的有功功率振荡波形（以风电场 1 为例，其余风电场具有相似的功率响应）。可以看出，当容量配比逐渐提高时，系统的阻尼比逐渐提升，并且当风电场 1、2 加装的构网型变流器容量配比为 22.3%，风电场 3、4 加装的构网型变流器容量配比为 8.0%时，系统具有可接受的动态响应，验证了加装构网型变流器方案容量配比典型值的有效性。

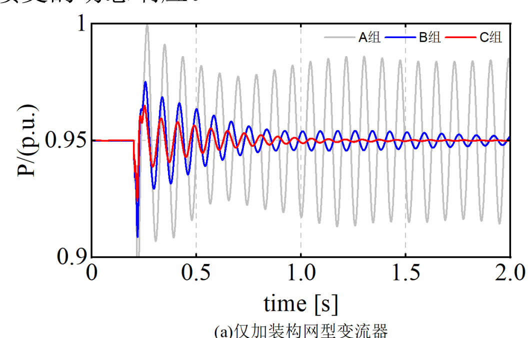
进一步，基于两区四机模型验证不同场站分别采用额外加装构网型变流器和改造构网型风机时容量配比典型值的有效性。在风电场 1、2 的 220kV 母线加装构网型变流器，以及改造风电场 3、4 的部分风机，其余设置不变。根据式(17)和(18)计算得到三组容量配比，如表 3 所示，可分别将广义短路比提升到 1.1、1.3 和 1.5。

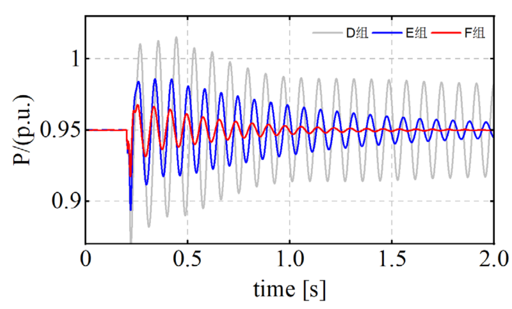
表 3 提升广义短路比到 1.1、1.3 和 1.5 所需的容量配比

Table 1 Capacity ratios to raise gSCR to 1.1, 1.3 and 1.5

场站编号	D 组	E 组	F 组
1、2	4.0%	12.7%	22.3%
3、4	1.3%	4.0%	6.6%

图 6 (b)分别给出了三组容量配比下跟网型风机的有功功率波形。可以看出，当容量配比逐渐提高时，系统的阻尼比有所提升，并且当风电场 1、2 加装的构网型变流器容量配比为22.3%，风电场 3、4 改造的构网型风机容量配比为 6.6%时，系统具有可接受的动态响应。





(b) 风电场1、2加装构网型变流器，风电场3、4改造构网型风机

图 6 风电场 1 的有功功率

Fig.6 Active power of wind farm 1

5 结论与展望

研究了新能源场站中构网型和跟网型变流器容量配比、系统电压支撑强度以及小干扰同步稳定裕度三者间的解析关系，提出了面向多场站系统稳定性提升的容量配比估算方法。结合构网型设备以及升压变压器的典型参数，给出了满足短路比标准下的容量配比典型值，便于工程实际应用。

构网型变流器本身存在暂态稳定问题[28]，是影响构网型电力电子装备大规模应用的关键因素之一，攻克构网型变流器的暂态稳定问题以及考虑暂态过程的配比问题亟待进一步研究。

参考文献

[1] 姜海洋,杜尔顺,朱桂萍,等.面向高比例可再生能源电力系统的季节性储能综述与展望[J].电力系统自动化,2020，44(19):194-207.

JIANG Haiyang, DU Ershun, ZHU Guiping, et al. Review and prospect of seasonal energy storage towards power system with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19):194-207.

[2] 马宁宁,谢小荣,贺静波,等.高比例新能源和电力电子设备电力系统的宽频振荡研究综述[J].中国电机工程学报,2020,40(15):4719-4731.

MA Ningning, XIE Xiaorong, HE Jingbo, et al. Review of wideband oscillation in renewable and power electronics highly integrated power systems[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(15):4719-4731.

[3] 康重庆,姚良忠.高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J].电力系统自动化,2017,41(9):2-11.

KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(9):2-11.

[4] WANG Xiongfei, TAUL M G, WU Heng, et al. Grid-synchronization stability of converter-based resources—An overview[J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2020, 1: 115-134.

[5] FAN Lingling, MIAO Zhixin. Wind in weak grids: 4 Hz or 30 Hz oscillations?[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5803-5804.

[6] HUANG Linbin, XIN Huanhai, LI Zhiyi, et al. Grid-Synchronization Stability Analysis and Loop Shaping for PLL-Based Power Converters with Different Reactive Power Control[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 501-516.

[7] 邹小明,杜雄,王国宁,等.三相并网逆变器频率耦合机理分析及稳定性判定[J].电力系统自动化,2018,42(18):57-63.

ZOU Xiaoming, DU Xiong, WANG Guoning, et al. Frequency coupling mechanism analysis and stability judgement for three phase grid-connected inverter[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(18):57-63.

[8] 沈广进,辛焕海,刘昕宇,等.大型新能源基地中调相机同步失稳机理与影响因素分析[J].电力系统自动化,2022,46(20):100-108.

SHEN Guangjin, XIN Huanhai, LIU Xinyu, et al. Analysis on Synchronization Instability Mechanism and Influence Factors for Condenser in Large-scale Renewable Energy Base[J]. Automation of Electric Power Systems,2022, 46(20):100-108.

[9] 袁辉,辛焕海,王康,等.弱电网下远端严重电压跌落时逆变器并网失稳机理分析[J].电力系统自动化,2018,42(22):38-43.

YUAN Hui, XIN Huanhai, WANG Kang, et al. Instability mechanism analysis of inverters connected to weak grid during severe voltage sag on remote grid side[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(22)：38-43.

[10] 辛焕海,甘德强,鞠平.多馈入电力系统广义短路比:多样化新能源场景[J].中国电机工程学报,2020,40(17):5516-5527.

XIN Huanhai, GAN Deqiang, JU Ping, et al. Generalized Short Circuit Ratio of Power Systems with Multiple Power Electronic Devices: Analysis for Various Renewable Power Generations[J]. Proceedings of the CSEE,2020, 40(17):5516-5527.

[11] YANG Chaoran, HUANG Linbin, XIN Huanhai, et al. Placing grid-forming converters to enhance small signal stability of PLL-integrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3563-3573.

[12] JOHNSON B B, DHOPLE S V, HAMADEH A O, et al. Synchronization of parallel single-phase inverters with virtual oscillator control[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 29(11): 6124-6138.

[13] D'ARCO S, SUUL J A, FOSSO O B. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed

control of power converters in Smart Grids[J]. Electric Power Systems Research, 2015, 122: 180-197.

[14] ZHONG Qingchang, WEISS G. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE transactions on industrial electronics, 2010, 58(4): 1259-1267.

[15] HUANG Linbin, XIN Huanhai, WANG Zhen, et al. A virtual synchronous control for voltage-source converters utilizing dynamics of DC-link capacitor to realize self-synchronization[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2017, 5(4): 1565-1577.

[16] HUANG Linbin, XIN Huanhai, YUAN Hui, et al. Damping effect of virtual synchronous machines provided by a dynamical virtual impedance[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2020, 36(1): 570-573..

[17] 吴琛,刘晨曦,黄伟,等.提升新能源电力系统稳定性的构网型变流器选址定容方法[J].电力系统自动化,2023,47(12):130-136.
WU Chen, LIU Chenxi, HUANG Wei, et al. Siting Selection and Capacity Determination Method of Grid-forming Converters for Improving Stability of Renewable Energy Power System[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023,47(12):130-136.

[18] ZHAO Xianxian, FLYNN D. Dynamic studies for 100% converter-based Irish power system[C]//The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021). IET, 2021: 389-394.

[19] 康勇,林新春,郑云,等.新能源并网变换器单机无穷大系统的静态稳定极限及静态稳定工作区[J].中国电机工程学报,2020,40(14):4506-4515+4730.
KANG Yong, LIN Xinchun, ZHENG Yun, et al.The Static Stable-limit and Static Stable-working Zone for Single-machine Infinite-bus System of Renewable-energy Grid-connected Converter[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(14):4506-4515+4730.

[20] WU Di, LI Gangan, JAVADI M, et al. Assessing impact of renewable energy integration on system strength using site-dependent short circuit ratio[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 9(3): 1072-1080.

[21] 孙华东,徐式蕴,许涛,等.新能源多场站短路比定义及指标[J].中国电机工程学报,2021,41(02):497-505.
SUN Huadong, XU Shiyun, XU Tao, et al.Definition and index of short circuit ratio for multiple renewable energy stations[J].Proceedings of the CSEE,2021,41(2):497-505.

[22] 周瑀涵,辛焕海,鞠平.基于广义短路比的多馈入系统强度量化原理与方法:回顾、探讨与展望[J].中国电机工程学报,2023,43(10):3794-3811.
ZHOU Yuhan, XIN Huanhai, JU Ping, et al. System Strength Quantification Principle and Method of Multi-infeed Systems Based on Generalized Short-circuit Ratio: Reviews, Discussions and Outlooks[J]. Proceedings of the CSEE, 2023,43(10):3794-3811.

[23] HE Jiafa, WU Kuayu, HUANG Linbin, et al. A coordinated control scheme to realize frequency support of PMSG-based wind turbines in weak grids[C]//2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). IEEE, 2018: 1-5.

[24] DONG Wei, XIN Huanhai, WU Di, et al. Small signal stability analysis of multi-infeed power electronic systems based on grid strength assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2):1393-1403.

[25] 辛焕海,李子恒,董炜,等.三相变流器并网系统的广义阻抗及稳定判据[J].中国电机工程学报,2017,37(5):1277-1292.
XIN Huanhai, LI Ziheng, DONG Wei, et al. Generalized-impedance and Stability Criterion for Grid-connected Converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2017,37(5):1277-1292.

[26] 辛焕海,董炜,袁小明,等.电力电子多馈入电力系统的广义短路比[J].中国电机工程学报,2016,36(22):6013-6027.
XIN Huanhai, DONG Wei, YUAN Xiaoming, et al. Generalized Short Circuit Ratio for Multi Power Electronic Based Devices Infeed to Power Systems[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(22):6013-6027.

[27] ZHOU Yuhan, XIN Huanhai, WU Di, et al. Small-signal stability assessment of heterogeneous grid-following converter power systems based on grid strength analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 38(3):2566-2579.

[28] 黄林彬,辛焕海,鞠平,等.电力电子并网装备的同步稳定分析与统一同步控制结构[J].电力自动化设备,2020,40(09):10-25.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, JU Ping, et al. Synchronization stability analysis and unified synchronization control structure of grid-connected power electronic devices.[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(09):10-25.

附录 A

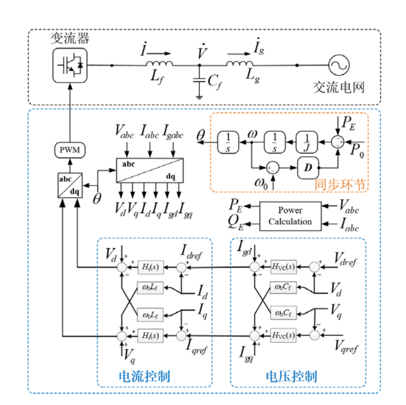


图 A1 虚拟同步机控制框图

Fig.A1 The Block diagram of VSM

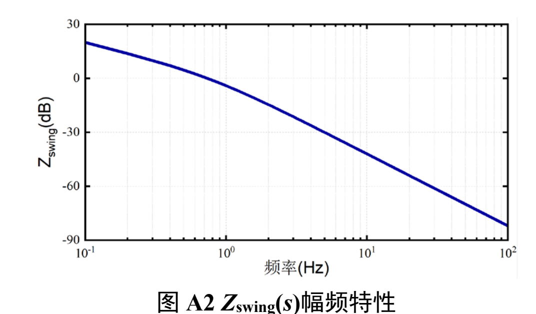


图 A2 $Z_{\text{swing}}(s)$幅频特性

Fig.A2 Magnitude-frequency characteristic of $Z_{\text{swing}}(s)$

表 A1 变流器控制参数

Table A1 Converter control parameters

符号	内容	数值
S_{global}, U_{base}	交流系统额定容量、电压	1500kVA, 690V
L_F, C_F	滤波电感、滤波电容	0.05 pu, 0.05pu
$K_{pi}+K_{ii}/s$	构网型变流器电流内环传递函数	0.3+10/s
$K_{pv}+K_{iv}/s$	构网型变流器电压外环传递函数	3+30/s
J、D	构网型变流器惯量系数、阻尼系数	4pu, 50 pu
k_F	构网型变流器电流前馈系数	0.8
T_s	构网型变流器电压前馈系数	0.02
$K_{pi1}+K_{ii1}/s$	跟网型变流器电流内环传递函数	0.8+10/s
$K_{pp}+K_{ip}/s$	跟网型变流器功率外环传递函数	0.5+40/s
$K_{ppll}+K_{ipll}/s$	跟网型变流器锁相环传递函数	24+6950/s
T_h	跟网型变流器电压前馈系数	0.002

表 A2 输电线路参数

Table A2 Transmission line parameters

线路参数	数值	线路参数	数值
L_{15}	0.45	L_{25}	0.15
L_{39}	0.30	L_{49}	0.61
L_{56}	0.15	L_{67}	0.11
L_{78}	0.06	L_{89}	0.08
L_{710}	0.05		

表 A3 风电场额定容量

Table A3 Rated capacity of wind farms

额定容量	数值	额定容量	数值
P_1	0.5	P_2	1.0
P_3	1.5	P_4	0.5

附录 B　闭环特征方程模态解耦推导

分别左乘矩阵$\begin{bmatrix} \boldsymbol{S}_{\text{L}}^{-1} & -\boldsymbol{S}_{\text{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_2(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1} \\ 0 & \boldsymbol{I}_{\text{n}} \end{bmatrix}\otimes \boldsymbol{I}_2$，右乘矩阵$\begin{bmatrix} \boldsymbol{I}_n & \boldsymbol{0} \\ -(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1}\boldsymbol{B}_2 & \boldsymbol{I}_n \end{bmatrix}\otimes \boldsymbol{I}_2$，式(6)可以等价变换为：

$$\det[\begin{bmatrix} \boldsymbol{I}_n\otimes \boldsymbol{Y}_{\text{PLL}}(s) & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}+\begin{bmatrix} S_L^{-1}\boldsymbol{B}_{\text{red}} & 0 \\ 0 & \boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B} \end{bmatrix} \otimes\begin{bmatrix} \alpha(s) & \beta(s) \\ -\beta(s) & \alpha(s) \end{bmatrix}]=0 \tag{B1}$$

其中，$\boldsymbol{B}_{\text{red}}=[\boldsymbol{B}_1-\boldsymbol{B}_2(\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B})^{-1}\boldsymbol{B}_2]$。

对于矩阵$\boldsymbol{S}_{\text{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_{\text{red}}$，存在矩阵 $\boldsymbol{T}$ 使得 $\boldsymbol{T}^{-1}\boldsymbol{S}_{\text{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_{\text{red}}\boldsymbol{T}=\text{diag}[\lambda_i]$，其中$\lambda_i$为矩阵$\boldsymbol{S}_{\text{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_{\text{red}}$的特征值。根据矩阵 Schur 补性质可得，$\lambda_i$ 也是矩阵$[\boldsymbol{S}_{\text{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_1,\boldsymbol{S}_{\text{L}}^{-1}\boldsymbol{B}_2;\boldsymbol{B}_2,\boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B}]$关于矩阵$[\boldsymbol{I}_{\text{n}},\boldsymbol{0};\boldsymbol{0},\boldsymbol{0}]$的广义特征值。

对式(B1)左乘$[\boldsymbol{T}^{-1},\boldsymbol{0};\boldsymbol{0},\boldsymbol{I}_{\text{n}}]\otimes \boldsymbol{I}_2$，右乘$[\boldsymbol{T},\boldsymbol{0};\boldsymbol{0},\boldsymbol{I}_{\text{n}}]\otimes \boldsymbol{I}_2$可得：

$$\det(\begin{bmatrix} \boldsymbol{I}_n\otimes \boldsymbol{Y}_{\text{PLL}}(s) & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}+\begin{bmatrix} \text{diag}[\lambda_i] & 0 \\ 0 & \boldsymbol{B}_4+\Delta\boldsymbol{B} \end{bmatrix} \otimes\begin{bmatrix} \alpha(s) & \beta(s) \\ -\beta(s) & \alpha(s) \end{bmatrix})=0 \tag{B2}$$

化简得：

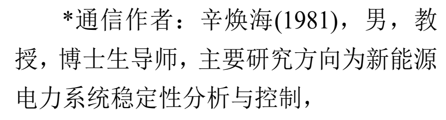
$$\prod_{i=1}^{n}\det(\boldsymbol{Y}_{\text{PLL}}(s)+\lambda_i\begin{bmatrix} \alpha(s) & \beta(s) \\ -\beta(s) & \alpha(s) \end{bmatrix})=0 \tag{B3}$$

收稿日期：



辛焕海

作者简介：

*通信作者：辛焕海(1981)，男，教

授，博士生导师，主要研究方向为新能源电力系统稳定性分析与控制，xinhh@zju.edu.cn。

王宇轩(1998)，男，硕士研究生，研究方向为新能源电力系统稳定性分析和控制，22110014@zju.edu.cn；

刘晨曦(1999)，女，博士研究生，主要研究方向：高比例新能电力系统稳定性分析和控制。E-mail：1055102475@qq.com

 DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.201704

Estimation of capacity ratios between grid-forming and grid-following converters for improving the stability of renewable energy stations

XIN Huanhai[1*], WANG Yuxuan[1], LIU Chenxi[1], JU Ping[1], MA Junchao[2], DAN Yangqing[2], HUANG Linbin[3]

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China; 2. State Grid Zhejiang Electric Power Company Limited, Hangzhou 310007, Zhejiang Province, China; 3. Department of Information Technology and Electrical Engineering, ETH Zurich, Switzerland.)

KEY WORDS: Grid-forming converter, capacity ratio, generalized short circuit ratio, system strength

The large-scale integration of renewable energy into the power grid leads to the decrease of voltage support strength and short circuit ratio (SCR), which results in stability issues such as sub/super synchronous oscillation. Grid-forming (GFM) converters have effective voltage support capacity and therefore equipping renewable energy stations with a certain proportion of GFM converters can improve the stability of the system. However, the analytical relationship between the capacity of GFM converters and the stability margin is unclear, which is difficult to estimate the required proportions of GFM converters theoretically. To this end, this paper discusses the estimation method and typical values of the capacity ratios between GFM converters and grid-following (GFL) converters from the perspective of small signal stability.

Considering its voltage source behavior, the GFM converter and its series transformer can be simplified as an equivalent reactance $Z_i=Z_{eq}+Z_{Ti}$, where Z_{eq} and Z_{Ti} are the equivalent reactance of the GFM converter and the transformer respectively. On this basis, dividing the equivalent reactance of GFM converters into the network, the generalized short circuit ratio (gSCR, denoted by λ) satisfies:

$$\det\begin{bmatrix} \lambda \boldsymbol{I}_n - \boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_1 & -\boldsymbol{S}_L^{-1}\boldsymbol{B}_2 \\ -\boldsymbol{B}_2 & -\boldsymbol{B}_1 - \boldsymbol{B}_4' - \Delta\boldsymbol{B} \end{bmatrix} = 0 \tag{4}$$

Where $\boldsymbol{S}_L$ is the capacity matrix of GFL converters, $\boldsymbol{B}_1$, $\boldsymbol{B}_2$, $\boldsymbol{B}_4'$ are the admittance matrix of the transmission lines or transformers, and $\Delta\boldsymbol{B}$ is the equivalent admittance matrix of the GFM converters.

By performing matrix transformation, equation (4) is converted to:

$$\begin{gathered} \det[\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}_4' + \boldsymbol{S}_B^{-1}\Delta\boldsymbol{B} + \boldsymbol{K}(\lambda)] = 0 \\ \boldsymbol{K}(\lambda) = \boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{S}_L \mathrm{diag}\left[1/Z_{Ti} + f_i(\lambda)\right] \end{gathered} \tag{5}$$

Where $f_i(\lambda) = 1/(Z_{Ti}^2\lambda - Z_{Ti})$ and $\boldsymbol{S}_B$ is the capacity matrix of the renewable energy stations.

Equation (5) represents the relationship between λ and $\Delta\boldsymbol{B}$. When $\Delta\boldsymbol{B} = \boldsymbol{0}$, which means no GFM converters is installed, then gSCR equals its initial value λ_0 and equation (5) is converted to:

$$\det[\boldsymbol{S}_B^{-1}\boldsymbol{B}_4' + \boldsymbol{K}(\lambda_0)] = 0 \tag{6}$$

Combining (5) and (6) reveals how to calculate the required capacity ratios γ_1 and γ_2, where γ_1 is the capacity ratios when installing additional GFM converters and γ_2 is the capacity ratios when changing some of the wind turbines into GFM control:

$$\begin{gathered} \gamma_1 = [f_i(\lambda_0) - f_i(\lambda)]Z_i \\ \gamma_2 = \frac{f_i(\lambda_0) - f_i(\lambda)}{1/Z_i - 1/Z_{Ti} - f_i(\lambda)} \end{gathered} \tag{7}$$

Then consider the following boundary conditions: 1) Constrained by the static voltage stability, the initial value of gSCR≥1.0; 2) According to the state-of-the-art converter control statistics, the critical SCR of the GFL converters ⩽ 1.5. On this basis, the required capacity ratios are obtained which can guarantee the gSCR is increased from 1.0 to 1.5. The whole results are listed in Table 1 for engineering application.

Table 1 The typical values of capacity ratios

Desired gSCR	Change wind turbines to GFM control	Add GFM converters at 35kV bus	Add GFM converters at 220kV bus	Add high-voltage suspended type GFM converters
1.5	6.6%~8.5%	8.0%~11.1%	22.3%~26.8%	11.6%~16.1%
2.0	12.9%~16.3%	16.8%~23.3%	52.1%~62.5%	27.1%~37.5%

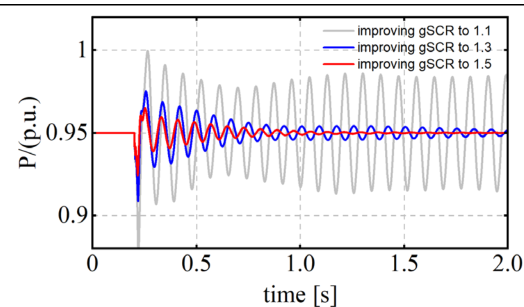


Fig. 1 Active power of wind farm 1

The estimation method and typical values of the capacity ratios proposed in this paper provide some insight into how many GFM converters should be installed in the wind farm and is convenient for engineering application. To verify the conclusions, the simulation result based on a two-area test system is shown in Fig. 1.